

BU~~ND~~ESREPUBLIK DEUT~~CH~~LAND

BU~~ND~~ESREPUBLIK DEUT~~CH~~LAND



REC'D 10 MAR 2004
WIPO PCT

**Prioritätsbescheinigung über die Einreichung
einer Patentanmeldung**

Aktenzeichen: 102 59 680.8

Anmeldetag: 18. Dezember 2002

Anmelder/Inhaber: Aloys Wobben, 26607 Aurich/DE

Bezeichnung: Rotorblatt einer Windenergieanlage

IPC: F 03 D 1/06

Die angehefteten Stücke sind eine richtige und genaue Wiedergabe der ursprünglichen Unterlagen dieser Patentanmeldung.

München, den 23. Januar 2004
Deutsches Patent- und Markenamt
Der Präsident
Im Auftrag

Hintermeier

**PRIORITY
DOCUMENT**

SUBMITTED OR TRANSMITTED IN
COMPLIANCE WITH RULE 17.1(a) OR (b)

BEST AVAILABLE COPY

Eisenführ, Speiser & Partner

Bremen, 18. Dezember 2002
Unser Zeichen: WA 2983-01DE · KGG/esa
Durchwahl: 0421/36 35 16

Anmelder/Inhaber: WOBBEN, Aloys
Amtsaktenzeichen: Neu anmeldung

Aloys Wobben
Argestraße 19, 26607 Aurich

Rotorblatt einer Windenergieanlage

Bremen
Patentanwälte
European Patent Attorneys
Dipl.-Ing. Günther Eisenführ
Dipl.-Ing. Dieter K. Speiser
Dr.-Ing. Werner W. Rabus
Dipl.-Ing. Jürgen Brügge
Dipl.-Ing. Jürgen Klinghardt
Dipl.-Ing. Klaus G. Göken
Jochen Ehlers
Dipl.-Ing. Mark Andres
Dipl.-Chem. Dr. Uwe Stilkenböhme
Dipl.-Ing. Stephan Keck
Dipl.-Ing. Johannes M. B. Wäsiljeff

Rechtsanwälte
Ulrich H. Sander
Christian Spintig
Sabine Richter
Harald A. Förster

Martinistraße 24
D-28195 Bremen
Tel. +49-(0)421-36 35 0
Fax +49-(0)421-337 8788 (G3)
Fax +49-(0)421-328 8631 (G4)
mail@eisenfuhr.com
<http://www.eisenfuhr.com>

Hamburg
Patentanwalt
European Patent Attorney
Dipl.-Phys. Frank Meier

Rechtsanwälte
Rainer Böhm
Nicol A. Schrömgens, LL. M.

München
Patentanwälte
European Patent Attorneys
Dipl.-Phys. Heinz Nöth
Dipl.-Wirt.-Ing. Rainer Fritsche
Lbm.-Chem. Gabriele Leißler-Ger.
Dipl.-Ing. Olaf Ungerer
Patentanwalt
Dipl.-Chem. Dr. Peter Schuler

Berlin
Patentanwälte
European Patent Attorneys
Dipl.-Ing. Henning Christiansen
Dipl.-Ing. Joachim von Oppen
Dipl.-Ing. Jutta Kaden

Alicante
European Trademark Attorney
Dipl.-Ing. Jürgen Klinhardt

Die vorliegende Erfindung betrifft ein Rotorblatt einer Windenergieanlage mit einem Rotorblattanschluss zum Anschluss an eine Nabe des Rotors einer Windenergieanlage und mit einer Blattspitze, die am gegenüberliegenden Ende des Rotorblattes liegt. Solche Rotorblätter sind allgemein seit langem bekannt und finden bei fast allen Horizontalachsen-Windenergieanlagen Verwendung.

Weiterhin betrifft die Erfindung eine Windenergieanlage mit solchen Rotorblättern.

Aus der vorher angemeldeten aber nachveröffentlichten DE 101 60 360, die als nächst kommender Stand der Technik betrachtet wird, ist ein Rotorblatt mit einem Lichtwellenleiter bekannt, der als Sensor zur Erfassung der Durchbiegung des Rotorblattes verwendet wird. Bei dieser bekannten Anordnung sind jedoch einerseits die Kosten für den Lichtwellenleiter als Sensor und elektrooptische Wandler relativ hoch und andererseits ist der messtechnische Aufwand beträchtlich.

Aufgabe der vorliegenden Erfindung ist es daher, ein Rotorblatt anzugeben, bei dem eine Durchbiegung mit einfachen Mitteln erfasst werden kann.

Diese Aufgabe wird bei einem Rotorblatt der eingangs genannten Art dadurch gelöst, dass über die Länge des Rotorblattes wenigstens ein elektrischer Leiter verlegt ist, wobei der elektrische Leiter am Rotorblattanschluss beginnt, in Rotorblattlängsrichtung und zurück zum Rotorblattanschluss verläuft, und dass ein Detektor vorgesehen ist, der den elektrischen Widerstand erfasst, und dass der Detektor mit einer Auswerteeinrichtung verbunden ist, die den elektrischen Widerstand des Leiters bewertet.

Dabei liegt der Erfindung die Erkenntnis zugrunde, dass eine Durchbiegung des Rotorblattes stets zur Streckung der Tragstruktur führt und dass eine solche Streckung, übertragen auf einen elektrischen Leiter, zu einer Änderung des elektrischen Widerstands des Leiters führt.

Da diese Widerstandsänderung proportional zur Streckung des Leiters ist, ist die Widerstandsänderung proportional zur Durchbiegung des Rotorblattes. Im einfachsten Fall kann ein Grenzwert für eine Widerstandsänderung vorgegeben werden, dessen Überschreiten gleichzeitig eine strukturschädigende Durchbiegung des Rotorblattes anzeigt. Die Erkennung dieser Situation erlaubt daher einen rechtzeitigen Austausch bzw. eine Prüfung des Rotorblattes, um festzustellen, ob das Rotorblatt ersetzt werden muss oder nicht.

In einer bevorzugten Ausführungsform der Erfindung wird aus der Belastung des Rotorblattes auf die Belastung der Windenergieanlage zurückgeschlossen und die Windenergieanlage kann bei Überschreiten eines vorgegebenen Grenzwertes abgeschaltet werden. Dadurch werden weitere und auch stärkere Belastungen zuverlässig vermieden.

Um eine temperaturabhängige Widerstandsänderung des elektrischen Leiters zu kompensieren zu können und/oder mehrere Meßergebnisse bereit zu stellen, ist eine Mehrzahl von elektrischen Leitern vorgesehen. Diese Leiter verlaufen in Rotorblattlängsrichtung und sind an einem Detektor angeschlossen. Dabei können mehrere Leiter an einen Detektor oder jeder Leiter an einen eigenen Detektor angeschlossen sein. Der zur Temperaturkompensation vorgesehene Leiter wird derart angeordnet, dass er der Biegebeanspruchung nicht unterworfen ist und deshalb nur eine temperaturabhängige Widerstandsänderung erfährt. Dadurch ist die temperaturbedingte Widerstandsänderung bekannt und kann entsprechend berücksichtigt werden.

Eine Mehrzahl von Leitern erlaubt auch eine redundante Verwendung. Im Fall einer Störung eines Leiters kann die Widerstandsänderung durch die redundanten Leiter immer noch sicher erfasst werden. Dadurch entfällt die Notwendigkeit einer aufwändigen Instandsetzung wegen des Ausfalls eines Leiters.

Außerdem erlaubt die redundante Ausführung der Leiter auch eine vergleichende Ermittlung der Widerstandsänderung. Somit können die Leiter jeweils durch einen Vergleich der detektierten Widerstandsänderung untereinander überwacht werden.

Besonders bevorzugt erstreckt sich wenigstens einer der elektrischen Leiter ein vorgegebenes Maß Rotorblattlängsrichtung, wobei das Maß aber kürzer als die Rotorblattlänge ist. Dieser Leiter erreicht die Rotorblattspitze nicht, sondern endet an einer vorgegebenen Stelle im Rotorblatt. Somit werden die einzelnen Leiter abhängig von der Durchbiegung des Rotorblattes unterschiedlich beeinflusst und ändern ihren Widerstand entsprechend. Daher kann aus den unterschiedlichen Werten der Widerstandsänderung auf den genauen Verlauf der Durchbiegung geschlossen werden.

In einer bevorzugten Ausführungsform der Erfindung können die kürzer als die Rotorblattlänge ausgebildeten Leiter auch als Abzweigungen eines sich über die gesamte Rotorblattlänge erstreckenden Leiters ausgebildet sein. Dazu werden sie an vorgegebenen Stellen mit dem sich über die Rotorblattlänge erstreckenden Leiter galvanisch verbunden. Dadurch ist die Auflösung bei der Erfassung der Rotorblatt-Durchbiegung entsprechend der Anzahl und der Abstände der Abzweigungen variierbar.

Um unerwünschte Verformungen der elektrischen Leiter zu vermeiden, sind diese bevorzugt mit der Tragstruktur des Rotorblattes verbunden und besonders bevorzugt in die Tragstruktur des Rotorblattes eingeschlossen. Dabei sind insbesondere bevorzugt die Leiter in die Tragstruktur eingeschlossen, die durch die Durchbiegung des Rotorblattes gedeihnt werden sollen. Als Abzweigungen mit solchen Leitern galvanisch verbundene Leiter, die hier die Funktion von Rückleitern übernehmen, können auch außerhalb der Tragstruktur z. B. in Form eines Kabels frei verlegt werden.

Dabei ist es besonders vorteilhaft, in jeder Tragstruktur in Rotorblattlängsrichtung wenigstens einen elektrischen Leiter vorzusehen. Diese Anordnung gestattet auch die Erfassung der Richtung der Durchbiegung des Rotorblattes, da einer der elektrischen Leiter einer Dehnung unterworfen wird und somit seinen Widerstand verändert, nämlich erhöht, während wenigstens ein anderer Leiter nicht gedeihnt wird. Vielmehr wird dieser Leiter bei geeigneter Montage einer Druckbelastung anstelle einer Zugbelastung ausgesetzt und somit eher gestaucht als gelängt. Damit

ändert sich dessen Widerstandswert allenfalls in der entgegengesetzten Richtung. Er verringert sich also.

Besonders bevorzugt enthalten die elektrischen Leiter erfindungsgemäß wenigstens einen vorgegebenen Aluminium-Anteil bzw. bestehen aus Aluminium. Dadurch ergibt sich bereits im Bereich einer elastischen Verformung des Leiters eine signifikante Widerstandsänderung, die vollständig reversibel und somit wiederholbar ist. Entsprechend kann die Biegung des Rotorblattes dauernd überwacht werden, ohne dass nach einer Durchbiegung ein Tausch der elektrischen Leiter oder sogar des ganzen Rotorblattes erforderlich wäre. Allerdings eignet sich grundsätzlich jeder elektrische Leiter als Sensor. Dabei sollte der Leiter aber eine vorgegebene Oberflächen-Rauigkeit aufweisen, um eine gute mechanische Verbindung mit dem umgebenden Material zu erreichen.

Um im Fall einer Störung im Bereich der elektrischen Leiter, z. B. nach einer Überdehnung oder durch Materialfehler, nicht das gesamte Rotorblatt austauschen zu müssen, sind die Leiter vorteilhaft in einen mit der Tragstruktur verbundenen aber lösbarer Teil eingeschlossen. Mit einer solchen Ausbildungsform der Erfindung lassen sich auch bereits hergestellte Rotorblätter nachrüsten.

Nachfolgend wird die Erfindung anhand der Figuren näher erläutert. Dabei zeigen:

Figur 1 eine Draufsicht auf ein teilweise geschnittenes Rotorblatt einer ersten Ausführungsform der Erfindung;

Figur 2 eine Draufsicht auf ein teilweise geschnittenes Rotorblatt einer zweiten Ausführungsform der Erfindung;

Figur 3 eine Draufsicht auf ein teilweise geschnittenes Rotorblatt einer dritten Ausführungsform der Erfindung;

Figur 4 eine vereinfachte Seitenansicht eines in einer ersten Weise durchgebogenen Rotorblattes;

Figur 5 eine vereinfachte Seitenansicht eines in einer zweiten Weise durchgebogenen Rotorblattes;

Figur 6 eine vereinfachte Querschnittsdarstellung eines Rotorblattes;

Figur 7 eine weitere, vereinfachte Querschnittsansicht eines Rotorblattes; und

Figur 8 den Widerstandsverlauf eines erfindungsgemäß verwendeten Leiters.

In Figur 1 ist ein Rotorblatt 10 in einer Draufsicht dargestellt. Zur Verdeutlichung des Aufbaus ist das Rotorblatt 10 teilweise aufgeschnitten, so dass der Verlauf von zwei Leitern 20, 22 erkennbar ist.

Das Rotorblatt 10 ist mit der Rotorblattwurzel 11 an der Nabe 12 einer Windenergieanlage angebracht, die hier und in den übrigen Figuren lediglich zur Orientierung angedeutet ist. In dem Rotorblatt verlaufen ein erster Leiter 20 und ein zweiter Leiter 22 von der Rotorblattwurzel 11 in Längsrichtung des Rotorblattes bis zur Rotorblattspitze 13 hin und zurück. Entsprechend umfasst jeder der Leiter 20, 22 einen Hinleiter 20a, 22a und einen Rückleiter 20b, 22b. Beide Leiter 20, 22 sind an einen Detektor 16 angeschlossen, der den elektrischen Widerstand beider Leiter 20, 22 ermittelt.

Dabei ist der erste Leiter 20 geradlinig dargestellt. Dadurch wird versinnbildlicht, dass dieser Leiter mit dem Rotorblatt derart verbunden ist, dass eine Dehnung der Rotorblattstruktur auch zu einer Dehnung dieses Leiters 20 führt. Der zweite Leiter 22 ist im Bereich der Rotorblattspitze 13 ungeradlinig verlegt dargestellt. Dadurch wird angedeutet, dass dieser Leiter mit dem Rotorblatt 10 nicht derart verbunden ist, dass er sich verformt. Vielmehr soll sich dieser zweite Leiter 22 gerade nicht verformen. Entsprechend ändert sich sein Widerstand vor allen Dingen abhängig von der Temperatur, so dass der Temperatureinfluss auf die Änderung des Widerstandes bekannt ist und bei der Erfassung der Widerstandsänderung des ersten elektrischen Leiters 20 berücksichtigt werden kann und nicht zu falschen Ergebnissen führt.

Der Detektor 16 kann mit der Steuerung der Windenergieanlage verbunden sein, so dass beim Betrieb der Windenergieanlage auch die Durchbiegung der Rotorblätter berücksichtigt werden kann.

Figur 2 zeigt einen ähnlichen Aufbau, wie er bereits in Figur 1 erläutert wurde. Allerdings sind hier vier elektrische Leiter 20, 22, 24, 26 dargestellt. Ein Leiter zur Temperaturkompensation ist hier wegen besserer Übersichtlichkeit nicht dargestellt, kann aber natürlich auch bei dieser Ausführungsform vorgesehen sein.

In dieser Figur sind alle vier elektrischen Leiter 20, 22, 24, 26 derart mit dem Rotorblatt 10 verbunden, dass sie der Durchbiegung des Rotorblattes 10 folgen. Da sich diese Leiter aber in Längsrichtung des Rotorblattes 10 unterschiedlich weit erstrecken, kann aus der Widerstandsänderung der einzelnen Leiter bei Kenntnis ihrer Länge auf die Verformung des Rotorblattes 10 rückgeschlossen werden.

Wäre nur der erste Leiter 20 vorhanden, der sich bis zur Rotorblattspitze 13 erstreckt, könnte aus der Widerstandsänderung lediglich auf eine Durchbiegung an sich geschlossen werden. Da aber der zweite Leiter 22 sich nicht bis zur Rotorblattspitze 13 hin erstreckt, kann aus einer Widerstandsänderung in dem ersten Leiter 20 gefolgt werden, dass eine Durchbiegung an der Rotorblattspitze auftritt. Treten bei den übrigen Leitern 22, 24, 26 keine Widerstandsänderungen auf, womit hier und nachfolgend dehnungsabhängige Widerstandsänderungen gemeint sind, dann ist diese Durchbiegung erkennbar nur auf den äußeren, Rotorblattspitzen nahen Bereich des Rotorblattes 10 beschränkt.

Treten Widerstandsänderungen an den Leitern 20, 22 und 24 auf während der Widerstand des Leiters 26 unverändert bleibt, lässt dies die Aussage zu, das Rotorblatt wird in Längsrichtung etwa in der äußeren Hälfte durchgebogen.

Auch in dieser Figur sind die Leiter 20, 22, 24, 26 an den Detektor 16 angeschlossen; der wiederum mit der Steuerungseinrichtung zur Steuerung der Windenergieanlage verbunden sein kann.

In Figur 3 ist eine alternative Ausführungsform der Erfindung dargestellt. In dem Rotorblatt 10 verläuft ein Leiter 20 von dem Detektor 16 die gesamte Rotorblattlänge entlang bis zur Rotorblattspitze 13. An diesen Leiter 20 sind Abzweigungen 28 mittels galvanischer Verbindung 29 angeschlossen. Durch die Auswahl der Anzahl und Position der Abzweigungen kann vorgegeben werden, welche Bereiche des Rotorblattes 10 mit welcher Genauigkeit überwacht werden sollen. Oder anders ausgedrückt, mit welcher Auflösung in welchem Bereich des Rotorblattes 10 eine Durchbiegung erfasst werden soll.

Insbesondere bei der in dieser Figur dargestellten Ausführungsform der Erfindung wird deutlich, dass die Verwendung eines Steckverbinders im Bereich der Rotorblattwurzel 11 (hier jedoch nicht dargestellt) vorteilhaft ist, da die Leiter 20, 28 bei der Herstellung des Rotorblattes 10 bereits an den Steckverbinder angeschlossen und die Verbindungen geprüft werden können. Bei der Montage des Rotorblattes auf der Baustelle können dann bereits konfektionierte Kabel verwendet werden, um die Verbindung zu dem Detektor herzustellen. Auf diese Weise wird eine einfache und wenig fehleranfällige Montage verwirklicht.

Figur 4 zeigt vereinfacht eine Seitenansicht eines durchgebogenen Rotorblattes 10. Auch in dieser Figur ist der Blattwurzelbereich 11, die angedeutete Nabe 12 und der Detektor 16 dargestellt. Dabei ist der Abstand der Leiter 20 zur Oberfläche des Rotorblattes 10 keinesfalls maßstäblich zu verstehen. Vielmehr gilt, dass die Erfassung der Durchbiegung um so genauer ist, je näher die Leiter 20 an der Oberfläche des Rotorblattes 10 verlaufen. Zur Erläuterung sollen in dieser Figur natürlich die Oberfläche des Rotorblattes 10 und die Leiter 20 unterscheidbar sein. Das Rotorblatt 10 ist in dieser Figur nach unten gebogen. Entsprechend sei die in Biegerichtung gelegene Seite des Rotorblattes 10 die Unterseite und die gegenüberliegende Seite entsprechend die Oberseite.

Aus dieser Figur ist deutlich erkennbar, dass ein Leiter 20 an der Oberseite und ein Leiter 21 an der Unterseite des Rotorblattes 10 vorgesehen ist. Bei der dargestellten Durchbiegung des Rotorblattes wird der Leiter 20 an der Oberseite des Rotorblattes gedehnt und verändert sein Widerstand signifikant, so dass dies sicher von dem Detektor 16 erfasst werden kann. Der Leiter 21 an der Unterseite des Rotorblattes 10 wird bei dieser Durchbiegung nicht gedehnt sondern allenfalls gestaucht. Dadurch ergibt sich in diesem Leiter sicher keine Widerstandserhöhung. Folglich kann aus der Widerstandsänderung in dem Leiter 20 an der Oberseite des Rotorblattes 10 zuverlässig auf die Richtung der Durchbiegung des Rotorblattes geschlossen werden.

In Figur 5 ist ein Sonderfall der Durchbiegung des Rotorblattes 10 dargestellt, der jedoch keineswegs praxisfremd ist. Dabei ist das Rotorblatt in seinem mittleren Bereich in Richtung Pfeiles A (zur Unterseite hin) durchgebogen, in seinem äußeren,

der Rotorblattspitze 13 nahen Bereich aber in Richtung des Pfeiles B, also zur Rotorblattoberseite hin. Eine Ausrüstung des Rotorblattes 10 mit Leitern 20, 21, die beide bis zur Rotorblattspitze 13 verlaufen, würde für beide Leiter eine Dehnung ergeben.

Sieht man einmal von einem Störungsfall ab, kann bereits daraus eine gefährliche Durchbiegung des Rotorblattes 10 abgeleitet und die Anlage entsprechend gesteuert, z. B. abgeschaltet werden. Allerdings ist daraus noch nicht der tatsächliche Verlauf der Rotorblattdurchbiegung erkennbar. Da weitere Leiter 22, 23 vorgesehen sind, die nicht bis zur Rotorblattspitze 13 verlaufen, wird bei der dargestellten Durchbiegung auch der Leiter 22 gedehnt und erhöht seinen deshalb entsprechend seinen Widerstand auch nicht erhöht. Entsprechend kann aus der Erfassung der Widerstände bzw. Widerstandsänderungen der Leiter 20, 21, 22, 23 durch den Detektor 16 jetzt auf die tatsächliche Durchbiegung des Rotorblattes 10 geschlossen werden. Dabei sei nochmals hervorgehoben, dass die Leiter 20, 21, 22, 23 sehr dicht nebeneinander und möglichst nahe an den jeweiligen Oberflächen des Rotorblattes 10 verlaufen, so dass die vermeintlich in dieser Figur erkennbare Dehnung des zweiten Leiters 23 an der Unterseite des Rotorblattes in der Realität nicht auftritt.

Alternativ zu dieser Ausführungsform mit mehreren Leitern 20, 21, 22, 23 unterschiedlicher Länge, die hier als Leiterschleifen ausgebildet sein können, kann an der Oberseite und/oder an der Unterseite des Rotorblattes 10 natürlich auch die in Figur 3 dargestellte Ausführungsform der Erfindung verwendet werden. Somit ergeben sich natürlich auch die dort beschriebenen Vorteile, insbesondere der Möglichkeit, die Genauigkeit der Erfassung der Durchbiegung durch Auswahl von Anzahl und Abstand der Abzweigungen vorzugeben.

In den Figuren 6 und 7 ist vereinfacht ein Querschnitt durch ein erfindungsgemäßes Rotorblatt gezeigt. In dem in Figur 6 gezeigten Rotorblatt sind jeweils die in Längsrichtung verlaufenden Tragstrukturen 34, 36 dargestellt. Diese Tragstrukturen 34, 36 können z. B. Rowing-Gurte sein, also aus Glasfaserbündeln und Epoxidharz gebildete Tragstrukturen, die sich im Wesentlichen über die volle Rotorblattlänge erstrecken.

In diesen Tragstrukturen 34, 36 sind elektrische Leiter 20, 21, 22, 23 eingebettet. Dabei sind Hin- und Rückleiter jeweils mit den Buchstaben a und b bezeichnet, um zu verdeutlichen, dass es sich jedes Mal um einen von der Rotorblattwurzel aus in Längsrichtung des Rotorblattes hin und zurück verlaufenden Leiter handelt.

Durch das Einarbeiten der Leiter 20, 21, 22, 23 in die Tragstrukturen 34, 36 kann der Verlauf sehr exakt festgelegt werden. Damit ist auch ein Verlauf möglichst nahe an der jeweiligen Oberfläche des Rotorblattes gewährleistet, so dass die Rückschlüsse aus den Widerstandsänderungen mit hinreichender Sicherheit gezogen werden können.

Figur 7 zeigt ebenfalls die Tragstrukturen 34, 36. Allerdings sind die Leiter 20, 21, 22, 23 hier nicht in den Tragstrukturen 34, 36 selbst eingearbeitet, sondern in Trägern 38. Diese Träger 38 können den gleichen Aufbau wie die Tragstrukturen 34, 36 aufweisen, so dass das Zusammenwirken zwischen den Trägern 38 und den Leitern 20, 21, 22, 23 exakt dem Zusammenwirken der Leiter mit den Tragstrukturen 34, 36 entspricht.

Die Träger 38 können dabei mit den Tragstrukturen 34, 36 fest aber lösbar verbunden sein. Sollte durch Materialfehler oder einen anderen Schaden der Austausch eines Leiters erforderlich sein, dann führt dies nicht zwangsläufig zu dem Verlust des vollständigen Rotorblattes bzw. zu dessen sehr aufwändiger Reparatur, sondern der entsprechende Träger 38 wird von der Tragstruktur 34, 36 gelöst und durch einen neuen ersetzt.

Durch diese Ausführungsform der Erfindung wird bei geeigneter Auswahl der Verbindung zwischen den Tragstrukturen 34, 36 und den Trägern 38 oder auch der Verbindung zwischen der Oberfläche des Rotorblattes 10 (natürlich an der Innenseite) und den Trägern 38 eine Nachrüstung bereits fertiggestellter Rotorblätter möglich.

Figur 8 zeigt den empirisch ermittelten Verlauf des elektrischen Widerstandes eines Drahtes in Abhängigkeit von der Zugspannung. Der linke Bereich 40 der Kennlinie

verläuft geradlinig, der mittlere Bereich 42 der Kennlinie steigt signifikant an und im rechten Bereich 44 verläuft die Kennlinie zunächst wieder geradlinig, bevor es zu einer schlagartigen Widerstandserhöhung mit anschließender Widerstandverringerung und schließlich einer Widerstandserhöhung kommt.

Der rechte Bereich 44 der Kennlinie hat sich als charakteristisch für das Abreißen des elektrischen Leiters bei zu hoher Zuspannung erwiesen. Hingegen verläuft die Widerstandsänderung im mittleren Bereich 42 der Kennlinie in einem Bereich elastischer Verformung des elektrischen Leiters. Bei den Meßreihen zur Ermittlung dieser Kennlinie wurde der Bereich der elastischen Verformung des elektrischen Leiters bei einer Dehnung in Längsrichtung von unter einem Prozent der einfachen Leiterlänge und bei Aluminium insbesondere im Bereich von 0,3 Prozent ermittelt.

Eine Dehnung eines Aluminiumdrahtes in Längsrichtung um 0,3 Prozent ist demnach eine elastische Verformung, die jedoch zu einer signifikanten und detektierbaren Widerstandsänderung führt. Diese wurde in den Meßreihen mit bis zu $25 \text{ m}\Omega$ ermittelt.

Da die Verformung elastisch ist, wird der elektrische Leiter dadurch nicht geschädigt und die Widerstandsänderung ist zuverlässig reproduzierbar. Entsprechend kann die Durchbiegung des Rotorblattes mit den gleichen elektrischen Leitern wiederholt erkannt werden.

Ein erfindungsgemäßes Rotorblatt mit den darin verlegten elektrischen Leitern kann selbstverständlich auch mit anderen Einrichtungen der Windenergieanlage zur Überwachung der Belastung eines Rotorblattes kombiniert werden, um somit eine Fehlmesung sicher auszuschließen. Wird beispielsweise die Belastung des Rotorblatts integral in einer Rotornabe einer Windenergieanlage gemessen und wird hierbei keinerlei Belastung festgestellt, wohl hingegen aber eine relevante Widerstandsänderung in elektrische Leiter innerhalb des Rotorblattes gemessen, kann u. U. auf eine Fehlmesung der Widerstandsmessung geschlossen werden.

Ansprüche

1. Rotorblatt einer Windenergieanlage mit einem Rotorblattanschluss zum Anschluss an eine Nabe des Rotors einer Windenergieanlage und mit einer Blattspitze, die am gegenüberliegenden Ende des Rotorblattes liegt, dadurch gekennzeichnet, dass über die Länge des Rotorblattes (10) ein elektrischer Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) verlegt ist, wobei der elektrische Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) am Rotorblattanschluss beginnt, in Rotorblattlängsrichtung und zurück zum Rotorblattanschluss verläuft, und dass ein Detektor (16) vorgesehen ist, der den elektrischen Widerstand des Leiters (20, 21, 22, 23, 24, 26) erfasst, und dass der Detektor (16) mit einer Auswerteeinrichtung verbunden ist, die den elektrischen Widerstand bewertet.
2. Rotorblatt nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die Auswerteeinrichtung mit einer Steuerungseinrichtung der Windenergieanlage verbunden ist und die Windenergieanlage abgeschaltet werden kann, falls eine Widerstandsänderung einen vorbestimmten Wert überschreitet.
3. Rotorblatt nach Anspruch 1 oder 2, dadurch gekennzeichnet, dass vom Rotorblattanschluss in Rotorblattlängsrichtung hin und zurück eine Mehrzahl von elektrischen Leitern (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) verlegt ist und dass diese Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) an den Detektor (16) angeschlossen sind.
4. Rotorblatt nach Anspruch 3, dadurch gekennzeichnet, dass wenigstens einer der elektrischen Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) sich ein vorgegebenes Maß in Rotorblattlängsrichtung erstreckt, wobei das Maß kürzer als die Rotorblattlänge ist.
5. Rotorblatt nach Anspruch 3, dadurch gekennzeichnet, dass sich wenigstens einer der Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26) bis zur Rotorblattspitze (13) hin erstreckt.
6. Rotorblatt nach Anspruch 5, dadurch gekennzeichnet, dass wenigstens ein Leiter (28), der kürzer als die Rotorblattlänge ist, an einer vorgegeben Stelle mit dem sich über die Rotorblattlänge erstreckenden Leiter galvanisch verbunden ist.

7. Rotorblatt nach einem der vorstehenden Ansprüche, dadurch gekennzeichnet, dass wenigstens ein elektrischer Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26) fest mit der Tragstruktur (34, 36) des Rotorblattes (10) verbunden ist.
8. Rotorblatt nach Anspruch 7, dadurch gekennzeichnet, dass der elektrische Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26) in die Tragstruktur (34, 36) des Rotorblattes (10) eingeschlossen ist.
9. Rotorblatt nach einem der Ansprüche 7 oder 8, dadurch gekennzeichnet, dass der elektrische Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26) in einem mit der Tragstruktur (34, 36) verbundenen, aber lösbar Träger (38) eingeschlossen ist.
10. Rotorblatt nach einem der Ansprüche 7 bis 9, dadurch gekennzeichnet, dass an/in jeder Tragstruktur (34, 36) in Rotorblattlängsrichtung wenigstens ein elektrischer Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) vorgesehen ist.
11. Rotorblatt nach einem der vorstehenden Ansprüche, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrischen Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) mindestens einen vorgegebenen Aluminium-Anteil enthalten.
12. Rotorblatt nach einem der vorstehenden Ansprüche, dadurch gekennzeichnet, dass die Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) eine vorgegebene Oberflächen-Rauigkeit aufweisen.
13. Rotorblatt nach einem der vorstehenden Ansprüche, dadurch gekennzeichnet, dass die Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26, 28) an einen Steckverbinder im Bereich der Rotorblattwurzel (11) angeschlossen sind.
14. Windenergieanlage mit wenigstens einem Rotorblatt (10) nach einem der vorstehenden Ansprüche.

Zusammenfassung

Die vorliegende Erfindung betrifft ein Rotorblatt (10) einer Windenergieanlage mit einem Rotorblattanschluss zum Anschluss an eine Nabe (12) des Rotors einer Windenergieanlage und mit einer Rotorblattspitze (13), die am gegenüberliegenden Ende des Rotorblattes (10) liegt. Um ein Rotorblatt (10) anzugeben, bei dem eine Durchbiegung mit einfachen Mitteln erfasst werden kann ist über die Länge des Rotorblattes (10) wenigstens ein elektrischer Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26) verlegt, wobei der elektrische Leiter (20, 21, 22, 23, 24, 26) am Rotorblattanschluss beginnt, in Rotorblattlängsrichtung und zurück zum Rotorblattanschluss verläuft, und ein Detektor (16) ist vorgesehen, der den elektrischen Widerstand des Leiters (20, 21, 22, 23, 24, 26) erfasst und mit einer Auswerteeinrichtung verbunden ist, die den elektrischen Widerstand bewertet.

Dabei liegt der Erfindung die Erkenntnis zugrunde, dass eine Durchbiegung des Rotorblattes stets zu einer Streckung der Tragstruktur führt und das eine solche Streckung, übertragen auf einen elektrischen Leiter zu einer Änderung des elektrischen Widerstandes des Leiters führt, aus dem auf die Durchbiegung des Rotorblattes geschlossen werden kann, da die Widerstandsänderung proportional zur Streckung des Leiters und diese wiederum proportional zur Durchbiegung des Rotorblattes ist.

(Figur 2)

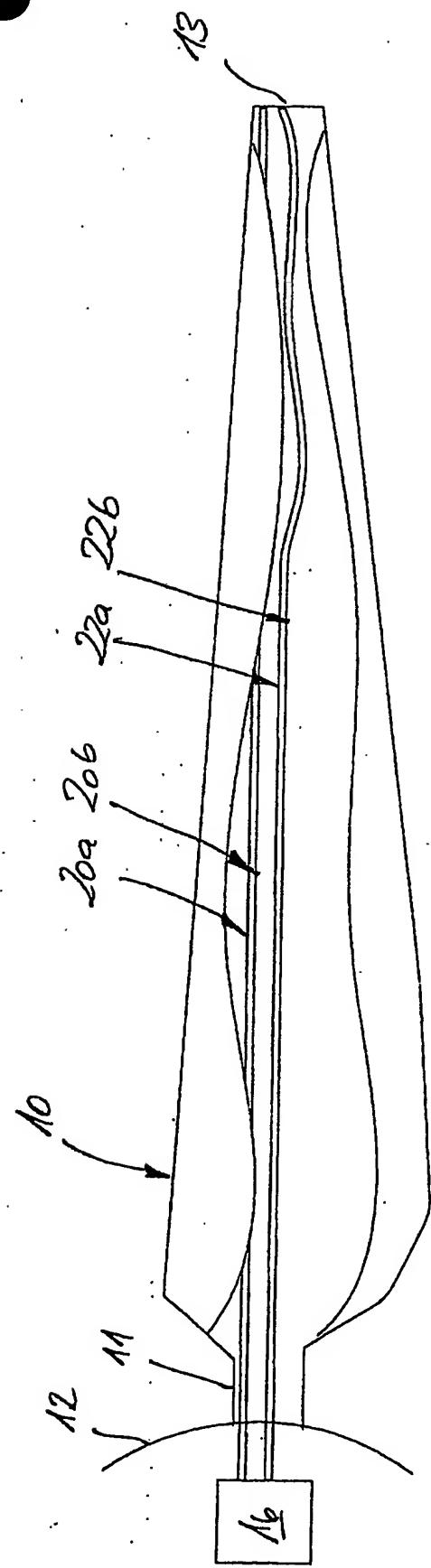


Fig. 1

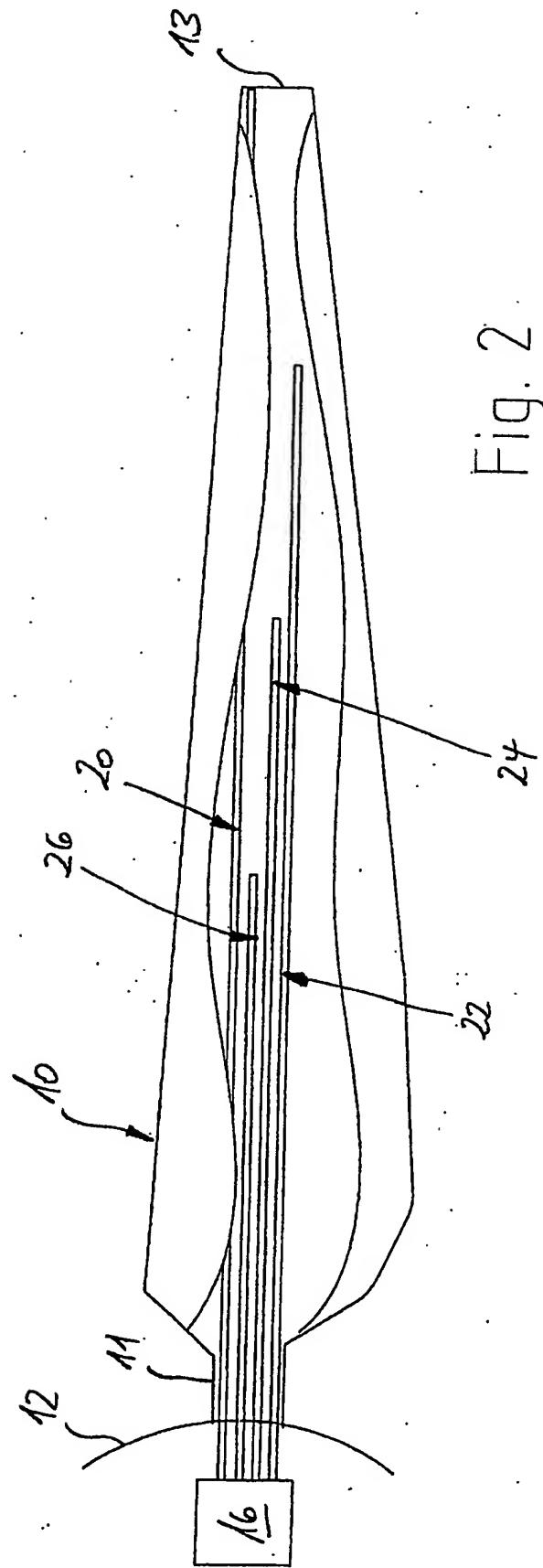


Fig. 2

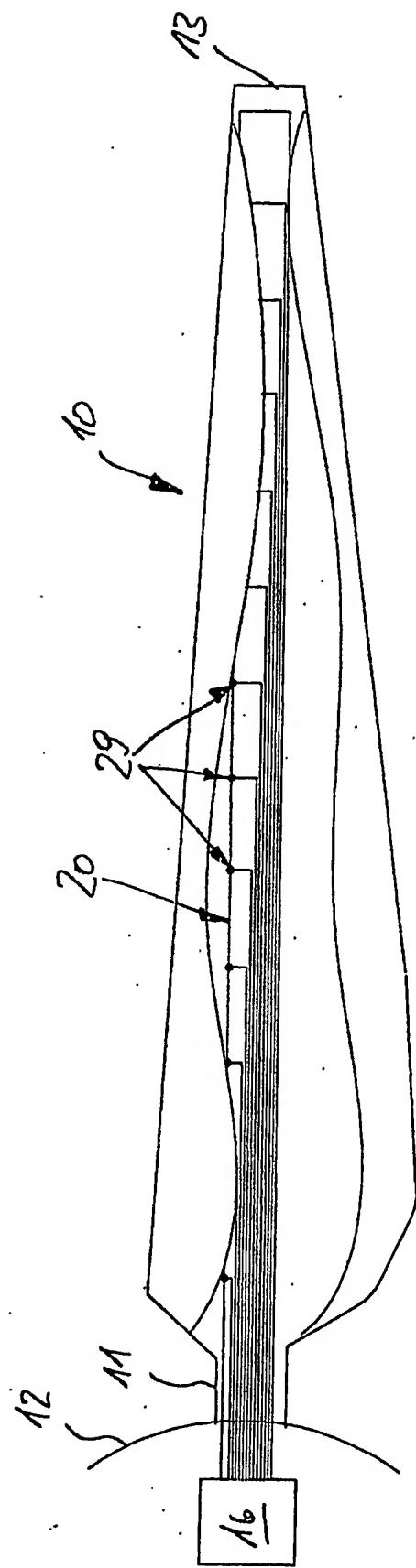


Fig. 3

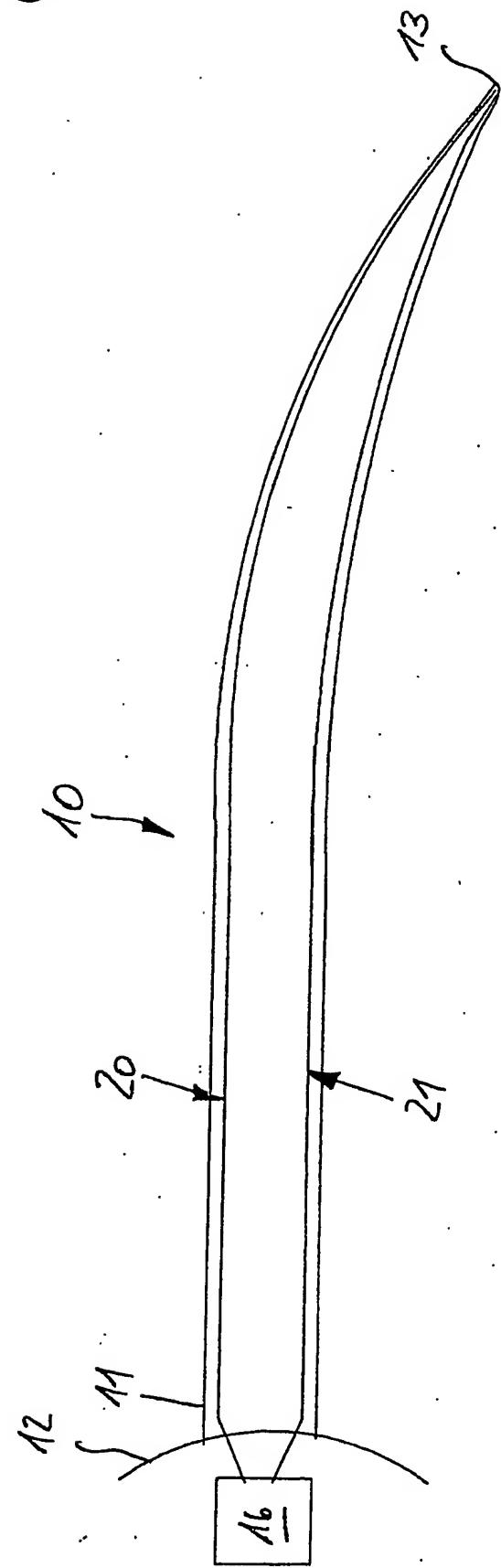
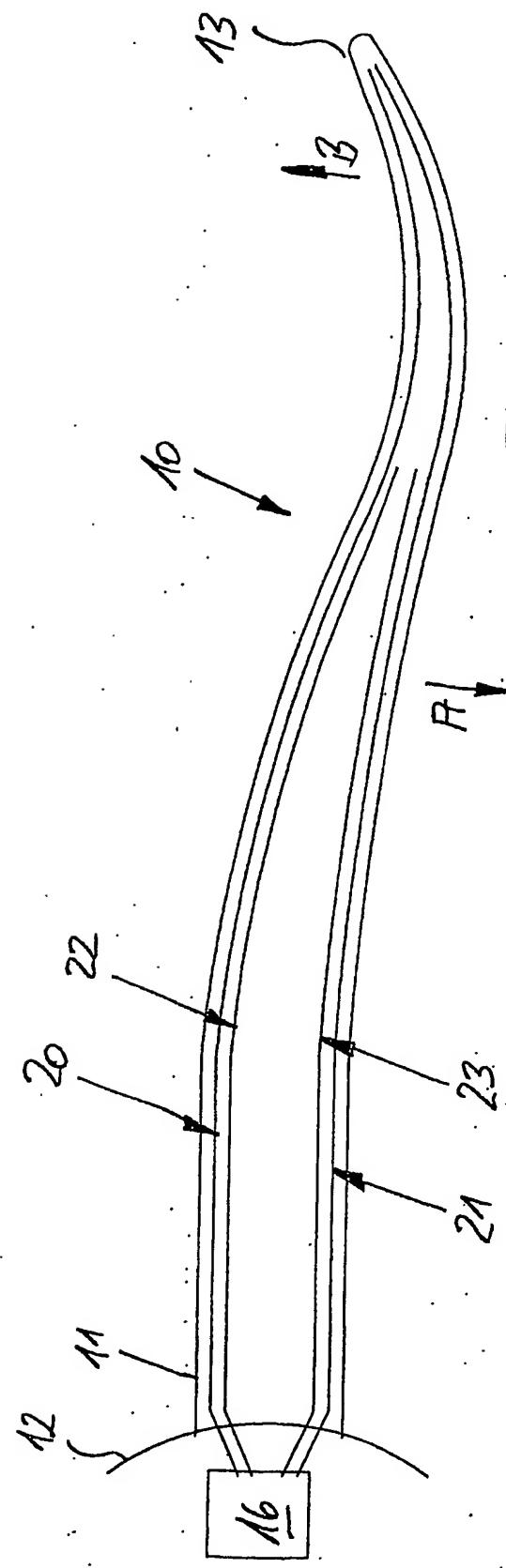


Fig. 4

Fig. 5



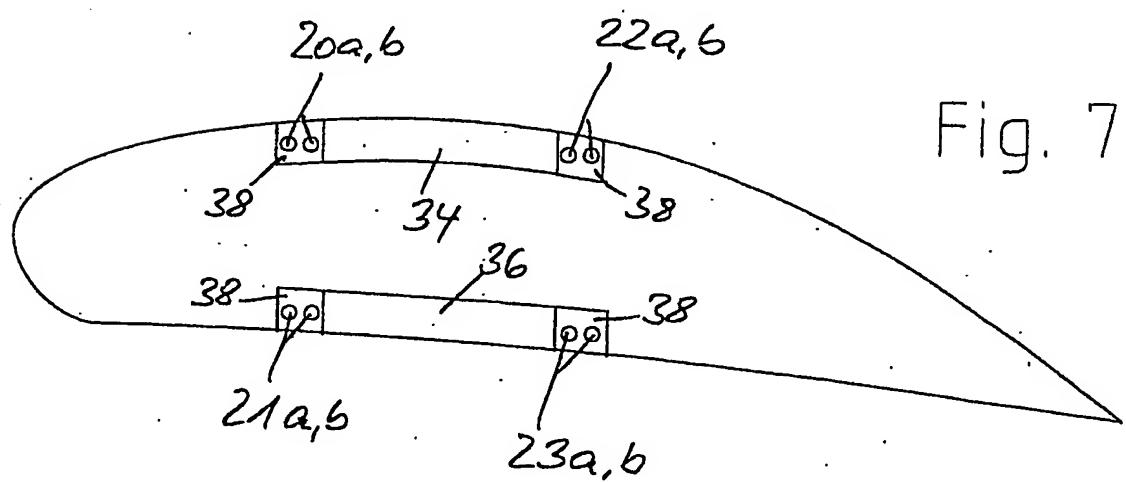
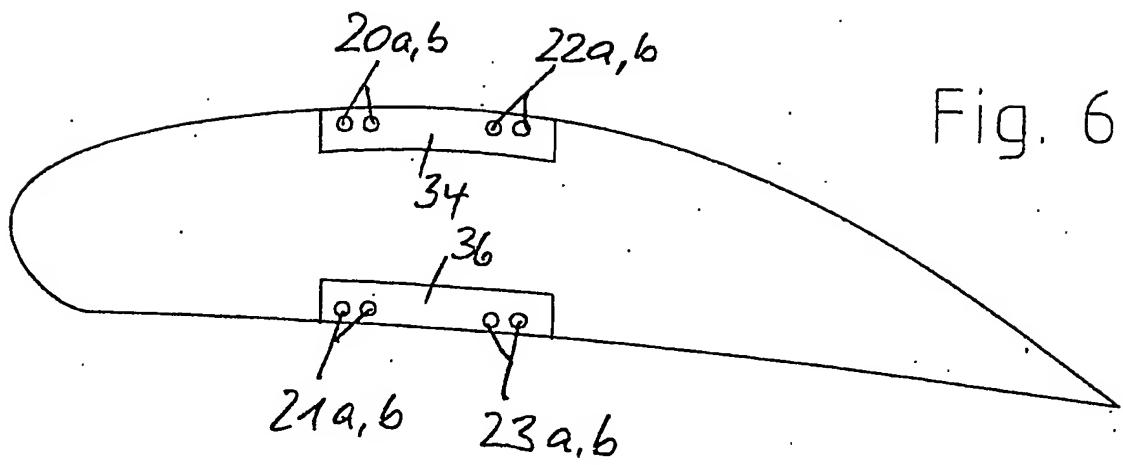
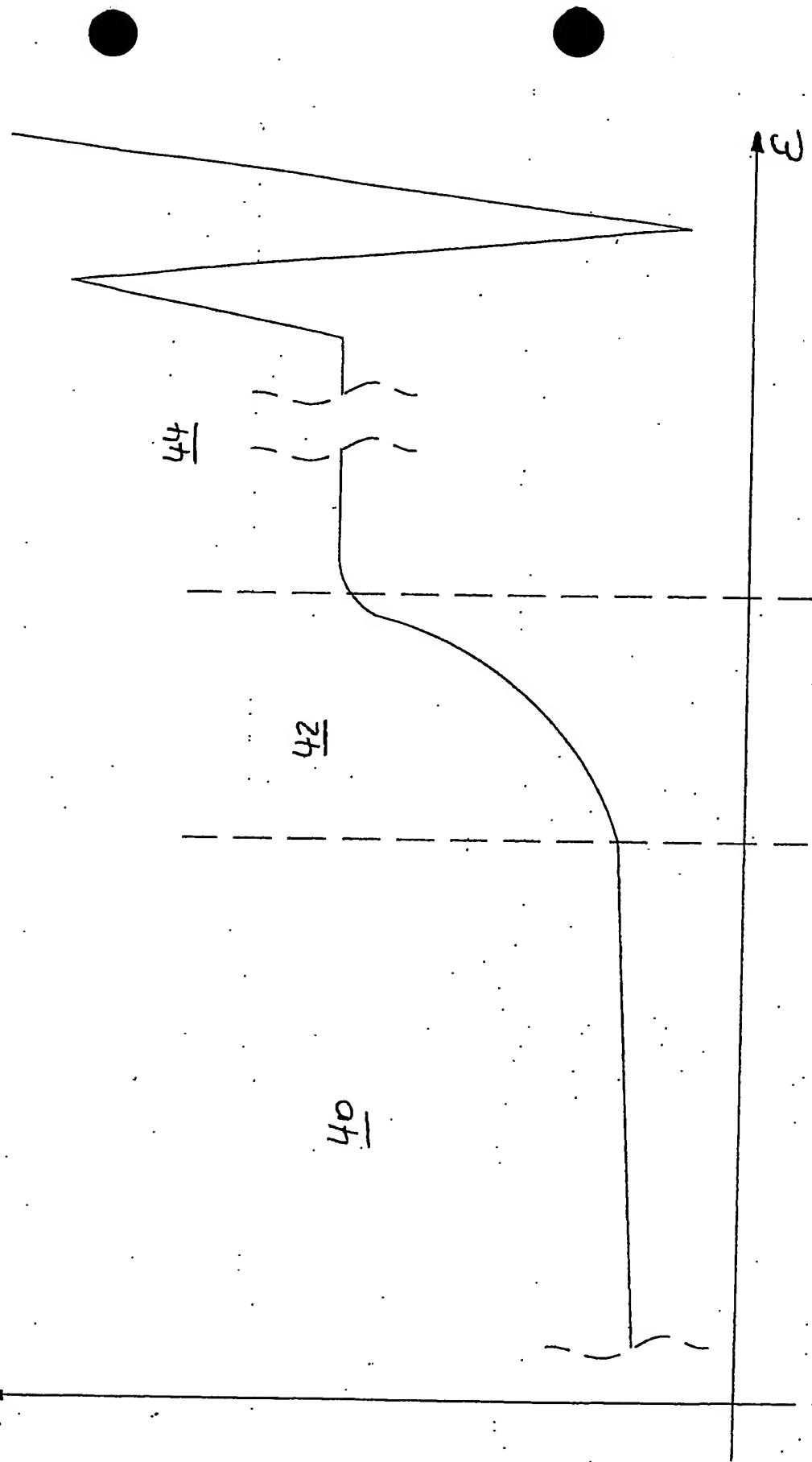


Fig. 8



**This Page is Inserted by IFW Indexing and Scanning
Operations and is not part of the Official Record**

BEST AVAILABLE IMAGES

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images include but are not limited to the items checked:

- BLACK BORDERS**
- IMAGE CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES**
- FADED TEXT OR DRAWING**
- BLURRED OR ILLEGIBLE TEXT OR DRAWING**
- SKEWED/SLANTED IMAGES**
- COLOR OR BLACK AND WHITE PHOTOGRAPHS**
- GRAY SCALE DOCUMENTS**
- LINES OR MARKS ON ORIGINAL DOCUMENT**
- REFERENCE(S) OR EXHIBIT(S) SUBMITTED ARE POOR QUALITY**
- OTHER:** _____

IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.

As rescanning these documents will not correct the image problems checked, please do not report these problems to the IFW Image Problem Mailbox.